



Evaluasi Masalah Bottom Hole Assembly Lepas Pada Pemboran Berarah Di Sumur X Lapangan Y

Idham Khalid¹, Ali Musnal¹, Bella Puspita Sari¹

¹Program Studi Teknik Perminyakan, Universitas Islam Riau

Abstrak

Sumur X pada lapangan Y merupakan sumur dengan permasalahan rangkaian BHA terlepas setelah proses pembebasan rangkaian pipa pemboran karena adanya Pack off pada kedalaman 3.360 ft MD. Hal tersebut ditandai dengan tidak adanya return pada saat dilakukan circulation serta tekanan pompa naik secara tiba-tiba. Pack off menyebabkan formasi gugur dan cutting terakumulasi di lubang sumur. Terakumulasinya cutting menjadi penyebab rangkaian terjepit akibat. Perhitungan reactive torque dengan persamaan Frank J Schuh dilakukan untuk mengetahui besarnya nilai torsi yang menyebabkan BHA terlepas dari rangkaian tersebut. Menurut perhitungan yang telah dilakukan, rangkaian BHA lepas terjadi karena torsi reaksi (reactive torque) sebesar 60.240 ft.lb. yang sekitar dua kali lebih daripada nilai make up torque untuk HWDP 5" yaitu sebesar 22.800 ft.lb. Masalah rangkaian BHA lepas dapat ditangani dengan menggunakan metode operasi fishing. Waktu ekonomis fishing yang didapat untuk melakukan kegiatan fishing sebesar 3,1 hari. Apabila fishing job tidak berhasil, maka dapat dilakukan operasi penindaklanjutan untuk menghindari fish yang tertinggal di dalam lubang sumur dengan melakukan pembelokan lintasan sumur pada titik Kick Off Point (KOP) yang baru, yakni pada kedalaman 485 ft.

Kata Kunci: *Bottom Hole Assembly, Reactive Torque, Fishing job, Kick Off Point, Sidetrack*

Alamat email korespondensi penulis: khalididham@eng.uir.ac.id

PENDAHULUAN

Pada pemboran berarah menggunakan berbagai macam alat, salah satunya adalah Bottom Hole Assembly (BHA). Bottom Hole Assembly adalah serangkaian kombinasi peralatan bawah permukaan yang dipasang pada rangkaian *drill string* sehingga diperoleh suatu performansi yang baik dalam membentuk sudut kemiringan atau arah dari lintasan lubang bor.

Pada penggunaannya susunan *Bottom Hole Assembly* disesuaikan dengan kondisi formasi yang ditembus karena pola untuk suatu daerah belum tentu cocok untuk daerah operasi lainnya. Walaupun *Bottom Hole Assembly* sudah disusun sesuai formasi yang sesuai namun masalah pada *Bottom Hole Assembly* masih saja dapat terjadi. Pada sumur X, masalah yang terjadi pada *Bottom Hole Assembly* adalah terlepasnya rangkaian *Bottom Hole Assembly* di koneksinya pada saat operasi pemboran. Hal tersebut menyebabkan timbulnya permasalahan fish pada sumur tersebut sehingga kegiatan operasi pengeboran pada sumur tersebut terhambat.

Beberapa faktor menjadi penyebab terjadinya masalah lepasnya rangkaian BHA pada sumur tersebut. Faktor-faktor tersebut di antaranya adalah faktor kesalahan dari manusia sendiri, faktor mekanis ataupun faktor formasi sehingga masalah pada proses pemboran berarah kerap terjadi. Maka dari itu diharapkan suatu jalan keluar atau metode yang dapat menyelesaikan masalah tersebut sehingga dengan mengoptimalkan kegiatan-kegiatan tersebut diharapkan dapat menjangkau target lapisan yang telah ditentukan sebelumnya dan dapat meminimalisasi masalah dari target yang telah direncanakan.

Profil Lapangan Y

Lapangan Y adalah lapangan yang dikelola oleh Perusahaan CNOOC SES Ltd berada di daerah lepas pantai Laut Jawa yang di sebelah Utara dibatasi oleh laut lepas dan Pulau Belitung, di sebelah Barat dibatasi oleh Pulau Sumatra, di sebelah Timur dibatasi oleh Lapangan Lepas Pantai Pertamina Hulu Energy (PHE) dan di sebelah Selatan di batasi oleh Pulau Jawa. Berikut tentang sejarah CNOOC SES Ltd, geologi regional dan struktur stratigrafi wilayah tersebut.

Geologi Regional Lapangan X

Secara geografis, cekungan Asri terletak di bagian ujung Tenggara dari lempeng Eurasia dan secara lebih spesifik merupakan bagian dari lempeng mikro Sunda. Pada awalnya Cekungan Asri merupakan satu bagian dengan Cekungan Sunda. Gambar 2.1 di bawah ini adalah gambar yang menerangkan Peta lokasi geologi CNOOC SES Ltd. sedangkan pada gambar 2.2. menerangkan tentang Daerah kerja CNOOC SES Ltd.

Stratigrafi Lapangan X

Stratigrafi sumur X merupakan bagian dari Cekungan Sunda, yang mana formasi di Cekungan ini berurutan dari tua ke muda adalah Formasi Talang Akar, Formasi Batu Raja, Formasi Gumai, Formasi Air Benakat dan Formasi Parigi.

METODE PENELITIAN

Metode penelitian ini adalah dengan pengumpulan data dari Daily Drilling Report, Tally Report, Real Time Surface Logging dan Directional Survey Report pada sumur X diambil secara primer. Data Profil cekungan, stratigrafi, skematik sumur, program pemboran berarah dan data-data sebagai analisa sekunder.

Pengolahan data dilakukan dengan memperitungkan *Yield Strength Torsional* Minimum Kondisi Tension, lalu membandingkan keekonomisan dan memutuskan apakah melakukan pekerjaan fishing atau sidetrack (persamaan 1 – 13).

Beban Tension

Beban tension adalah suatu beban yang terjadi pada rangkaian *drill string* yang disebabkan dari berat rangkaian itu sendiri. berat total *drill string* (P) yang ditanggung oleh top joint dari *drill pipe* pada bagian J-J dapat dihitung melalui persamaan H. Rabbia :

$$P = (\text{weight of drill pipe in mud}) + (\text{weight of drill collars in mud}) \quad (1)$$

catatan: berat dari bit dan peralatan BHA lainnya biasanya dimasukkan dalam berat *drill collar*

$$P = [(Ldp \times Wdp) + (Ldc \times Wdc)] \times BF \quad (2)$$

Keterangan :	P	: Berat total <i>drill string</i> dalam lumpur, lbs
	Ldp	: Panjang dari <i>drill pipe</i> , ft
	Wdp	: Berat dari <i>drill pipe</i> , lb/ft
	Ldc	: Panjang dari <i>drill collar</i> , ft
	Wdc	: Berat dari <i>drill collar</i> , lb/ft

BF : *Buoyancy factor*

Untuk menentukan *buoyancy factor* digunakan persamaan:

$$BF = \left(1 - \frac{\rho_m}{\rho_s}\right) = \left(1 - \frac{\gamma_m}{\gamma_s}\right) \quad (3)$$

Keterangan :
 γ_m : *Spesific Gravity* lumpur
 γ_s : *Spesific Gravity* besi, (7,85)
 ρ_m : Densitas lumpur
 ρ_s : Densitas besi, (489,5 lb/ft³ ; 65,5 ppg)

Beban Torsi

Beban torsi adalah beban yang diakibatkan karena adanya beban puntiran pada rangkaian *drill string*. Torsi yang berlebihan akan membatasi panjang bagian yang dapat ditembus. Torsi yang mampu memutar *bit* dalam pemboran yang menggunakan metode *rotary* dibatasi oleh torsi maksimal yang dapat dilakukan *rotary tabel*, dan kekuatan torsi pada sambungan, serta kekuatan torsi pada bagian pipa yang tipis. Untuk menghitung beban torsi untuk masing-masing *phase* pemboran, adalah :

Torsi untuk lubang lurus:

$$T = \frac{OD \cdot Wm \cdot L \cdot \mu \cdot \sin \theta}{24} \quad (4)$$

$$Th = \frac{OD \cdot Wm \cdot L}{72} \quad (5)$$

Sedangkan penentuan torsi pada bagian pertambahan sudut dapat menggunakan persamaan dengan batasan-batasan berikut ini:

Untuk $WOB < 0,33 Wm \cdot R$

$$Tb = \frac{OD \cdot Wm \cdot R}{72} \quad (6)$$

Untuk $WOB > Wm \cdot R$

$$Tb = \frac{OD \cdot Wm \cdot R}{72} + \frac{OD}{46} (WOB - 0,33 Wm \cdot R) \quad (7)$$

Keterangan :
T : Torsi friksi pada sumur miring, ft-lbf
Th : Torsi friksi pada sumur horizontal, ft-lbf
Tb : Torsi friksi pada bagian pertambahan sudut, ft-lbf
OD : Diameter luar *tool joint* atau *collar*, inch
L : Panjang pipa, ft
 μ : Koefisien gesekan, (0,33)
 θ : Sudut kemiringan sumur, derajat
Wm : Berat pipa di dalam lumpur, lb/ft
R : Jari-jari pertambahan sudut, ft
WOB : *Weight on bit*, lb

Persamaan di atas digunakan untuk menghitung nilai torsi untuk satu rangkaian BHA, berikut ini persamaan yang dapat digunakan untuk menghitung maksimum torsi yang dapat diberikan sebelum *yield*

strength torsional minimum dari *drillpipe* terlampaui, dan selama operasi pemboran yang normal, *drill pipe* dikenai baik oleh torsi dan *tension*. Maka persamaan menjadi :

$$Q = \frac{0,096167}{D} J \sqrt{Y_m^2 - \frac{P^2}{A}} \quad (8)$$

Keterangan : Q : Minimum torsional *yield strength* dalam beban, lb-ft
 Y_m : Unit minimum *yield strength*, in²
 P : Total beban *tension*, lb
 A : Luas penampang dinding *casing*, in²

Untuk menghitung *reactive torque* dapat digunakan dengan persamaan Frank J Schuh berikut:

$$Q = Z_t \times \Delta \omega \quad (9)$$

$$Q = J \times \rho \times a_s \times \Delta \omega \quad (10)$$

Keterangan : Q : *Reactive torque*, ft-lb
 Z_t : Torsional *impedance*, ft.lb/rpm
 Δω : *Change in angular velocity*
 J : *Polar moment of inertia*, in⁴
 ρ : *Density*, lb/in³
 a_s : *Shear acoustic velocity*, ft/sec

Beban *Buckling*

Beban *buckling* adalah beban yang terjadi akibat karena adanya gaya yang cenderung untuk melengkungkan pipa.

$$P_c = \frac{\pi^2 \times EI}{L^2} \quad (11)$$

Keterangan : P_c : Beban *buckling*, lbs
 E : Koefisien *modulus young*, lb/in²
 I : Momen inersia, in⁴
 L : Panjang pipa, ft

Beban *Drag*

Drag adalah beban yang terjadi akibat dari gesekan antara pipa dengan dinding lubang bor pada saat penarikan pipa disebabkan oleh sudut kemiringan tertentu. Semakin besar sudut kemiringan maka akan semakin besar pula harga beban *drag*-nya, serta semakin besar berat rangkaian yang tergeletak pada dinding sumur semakin besar pula beban *drag* yang harus dihadapi.

Drag yang terjepit pada bagian lubang pertambahan sudut hingga *end of curvacture* (EOC) merupakan fungsi dari beban aksial pada pipa di bagian akhir pembentukan kelengkungan pada saat memasuki segmen lubang horizontal. Gaya ini sama dengan berat *bit* (WOB) ditambah dengan beban *drag* pipa pada signifikan, gaya ini harus diikuti dalam perhitungan beban *drag* pada EOC.

Gaya yang terjadi di EOC dihitung dengan memakai persamaan:

$$F_o = DH + WOB + (Berat\ BHS \times BF) \quad (12)$$

Keterangan: Fo : Beban Kompresi, lb
 DH : Drag pada bagian horizontal, lbf
 WOB : Beban yang diberikan terhadap *bit*, lbs
 BF : *Buoyancy Factor*

Fishing Job

Untuk menghitung keekonomian kegiatan *fishing* tersebut digunakan rumus berikut:

$$Fishing\ Economic = \frac{Last\ hole\ cost + lost\ in\ hole\ cost}{daily\ cost} \times success\ ratio \quad (13)$$

Sidetrack

Sidetracking merupakan operasi penindak lanjutan yang dilakukan karena fishing job tidak berhasil. Metode ini dilakukan untuk menghindari fish yang tertinggal di dalam lubang sumur dengan melakukan pembelokan lintasan sumur.

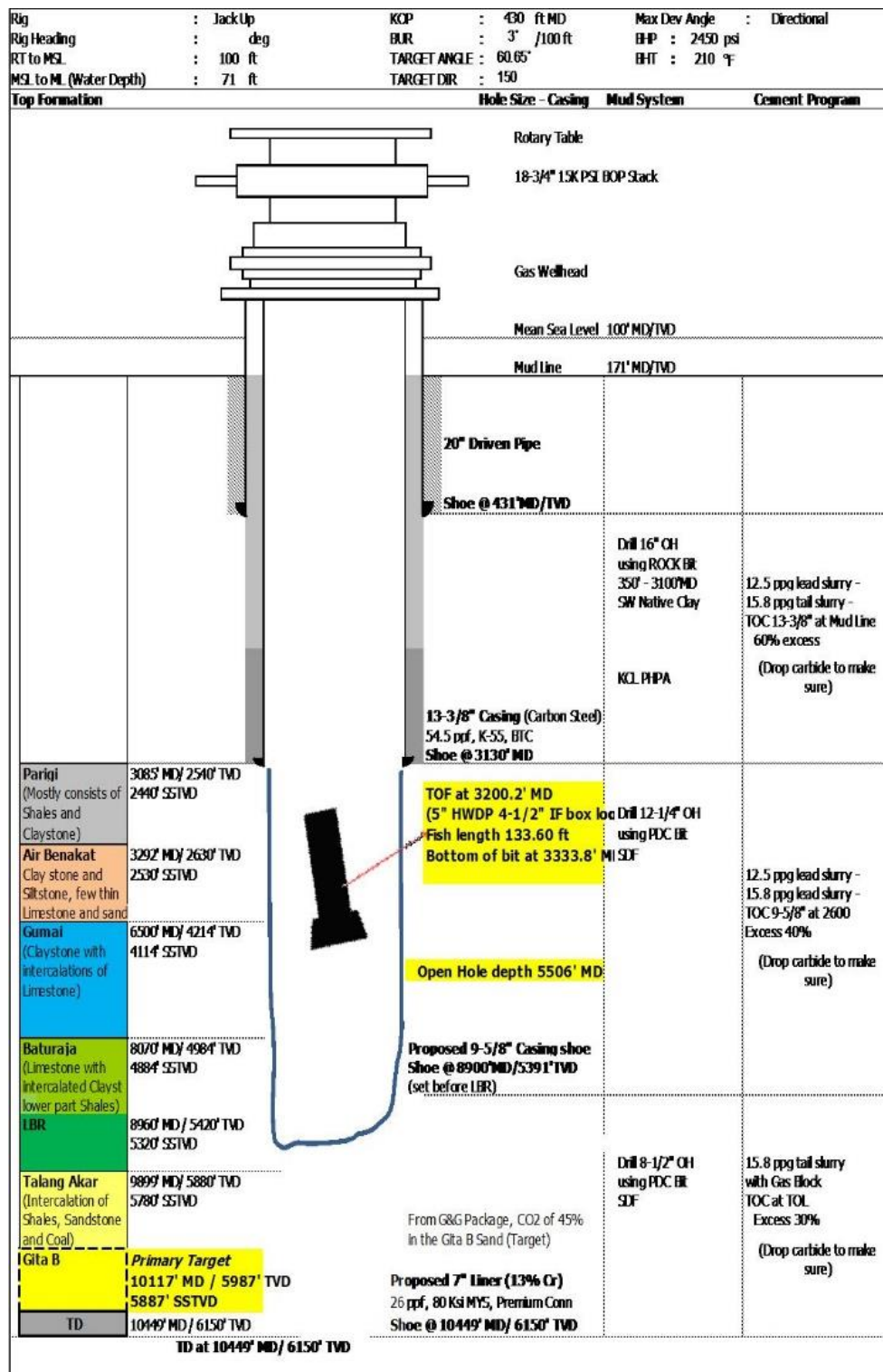
Profil Sumur X Lapangan Y CNOOC SES Ltd.

Sumur X pada lapangan Y merupakan sumur pengembangan gas. Tipe sumur X ini adalah *directional drilling* dengan lintasan tipe J. *Directional drilling* dilakukan bertujuan untuk meminimalisir biaya penggandaan dari sarana pemboran. Formasi yang dituju pada pemboran ini adalah formasi Talang Akar pada kedalaman 5.987' TVD.

Panjang dari lintasan pemboran ini adalah 10.449 ft MD/6.150 ft TVD. Untuk informasi data dari sumur dapat dilihat pada Tabel 1 serta gambar sumur X dapat dilihat pada Gambar 1

Tabel 1 Profil Sumur X
 (Sumber: CNOOC SES Ltd, 2014)

<i>Well Name</i>	X
<i>Well Classification</i>	Sumur Pengembangan
<i>Well Type</i>	<i>Directional</i>
<i>Directional Type</i>	<i>J Type</i>
<i>Finsh Depth</i> (MD/ TVD/ SSTVD)	10.449 ft / 6.150 / 6.050 ft
<i>Primary Target</i> (MD/ TVD/ SSTVD)	10.117 / 5.987 / 5.887 ft
<i>Mean Sea level</i>	100 ft
<i>Displacement</i>	7.868 ft
<i>Rig Type</i>	<i>Jack Up Rig</i>
KOP	430 ft MD
BUR	3" / 100 ft
<i>Objective</i>	Talang Akar



Gambar 1 Profil Sumur X

Program Pengeboran Sumur X

Pada sumur X dipasang *casing* dengan ukuran dan kedalaman yang disesuaikan dengan kondisi formasi di lapangan. Dalam operasi pemboran *casing design* sangatlah penting. Fungsi utama *casing* adalah sebagai pembatas formasi dari sumur. Selain itu *casing* juga memiliki fungsi untuk dapat mengantisipasi apabila ada formasi yang mudah gugur. Pada Tabel 2 diperlihatkan *casing program* yang digunakan pada sumur X.

Tabel 2 Program *Casing* Sumur X
(Sumber: CNOOC SES Ltd, 2014)

<i>Casing (inch)</i>	20"	13-3/8"	9-5/8"	7" <i>Liner</i> (13% CR)
<i>Measuring Depth</i> (FT MD RT)	400	3110	8.900	10.449', TOL at 8700
Wt (ppf)	129,33	54,5	43,5	26
<i>Grade</i>	X-56	K-55	L-80	L-80
<i>Brust (psi)</i>	3.059	2.730	6.330	8.160
<i>Collapse (psi)</i>	1.493	1.130	3.810	5.410
<i>Minimum Tensile Strength</i> (psi)	2.125.250	852.750	1.005.750	594.000

Dalam operasi pemboran sumur X juga menggunakan rangkaian BHA yang disesuaikan berdasarkan kondisi sumur. Rangkaian alat-alat yang digunakan untuk tiap trayeknya berbeda-beda.

Pada trayek 16" digunakan BHA dengan panjang rangkaian 843,48 ft. Untuk keterangan lebih lengkap dapat dilihat pada tabel 3

Tabel 3 Data Rangkaian BHA Trayek 16"
(Sumber: CNOOC SES Ltd, 2014)

<i>Component Name</i>	<i>Length</i> (ft)	<i>Cum</i> <i>Length (ft)</i>	ID (inch)	OD (inch)	<i>Cum Weight</i> (1000 lbm)
16" bit	1,49	1,49	3,75	8,50	0,2
A962M5640XP (15 ¾ <i>Sleeve-15 Bent</i>)	30,00	31,48	7,88	9,63	6,3
<i>Float Sub</i>	3,00	34,49	3,00	8,00	6,7
14 ¾" <i>Stabilizer</i>	4,50	38,99	2,97	8,25	7,4
8" SNMDC	10,00	48,99	2,88	8,00	10,4
ARC-8	18,00	66,99	2,81	8,25	13,2
MWD	30,84	97,3	5,90	8,25	17,0
8" NMDC	30,00	127,83	2,88	8,00	21,5
8" NMDC	30,00	157,83	2,88	8,00	25,9
UBHO Sub	1,94	159,77	2,81	8,00	26,2
X/O	2,78	162,55	2,50	8,00	26,6

9 x 5" HWDP	278,04	440,59	3,00	5,00	43,7
6 ½" Hydromechanical Jar	32,28	472,87	2,75	6,50	46,8
11 x 5" HWDP	33,61	812,48	3,00	5,00	60,8
5" 19.50 DPS, S135	31,00	843,48	4,28	4,93	61,5

Untuk trayek 12 ¼" digunakan rangkaian BHA yang berbeda dari trayek sebelumnya. Total panjang BHA yang digunakan pada trayek ini adalah sebesar 779,21 ft. Untuk keterangan lebih lengkap dapat dilihat pada Tabel 4.

Tabel 4 Data Rangkaian BHA Trayek 12 ¼"

(Sumber: CNOOC SES Ltd, 2014)

<i>Component name</i>	<i>Length (ft)</i>	<i>Cum Length (ft)</i>	<i>ID (ft)</i>	<i>OD (ft)</i>	<i>Cum Weight (1000 lbm)</i>
12-1/4" PDC Bit	1,08	1,08	3,25	8,00	0,2
PD 900 X6 AA 12 ¼" Stabilized CC	13,80	14,88	5,125	9,14	2,7
<i>Short Hop</i>	6,04	20,92	3,50	8,34	3,6
ARC-8	19,30	39,95	2,81	8,25	6,5
MWD	28,05	68,00	5,90	8,25	10,0
8 ¼" NMDC	31,02	99,02	2,81	8,25	15,0
<i>Cross Over</i>	3,42	102,44	2,81	8,25	15,5
17x5" HWDP	521,79	624,23	3,00	5,00	41,8
6 ½" Hydromechanical Jar	32,22	656,45	2,75	6,50	44,8
3x5" HWDP	91,76	748,21	3,00	5,00	49,5
5" 19.50 DPS, S135	31,00	779,21	4,28	4,93	50,2

Untuk rangkaian BHA trayek 8 ½" pun berbeda dari kedua trayek sebelumnya. Total panjang BHA yang digunakan pada trayek ini adalah sebesar 786,55 ft. Untuk data rangkaian BHA pada trayek 8 ½" dapat dilihat pada tabel 5.

Tabel 5 Data Rangkaian BHA Trayek 8 ½"

(Sumber: CNOOC SES Ltd, 2014)

<i>Component Name</i>	<i>Length (ft)</i>	<i>Cum Length (ft)</i>	<i>ID (ft)</i>	<i>OD (ft)</i>	<i>Cum Weight (1000 lbm)</i>
8-1/2" Bit	0,85	0,85	2,25	5,75	0,1
PD 675 X5 AB 8 ½" Stavilized CC	13,47	14,32	4,20	6,75	1,4
<i>Shorthop</i>	5,00	19,32	2,25	6,75	2,0
<i>Ecoscope w/ 8 ¼" Stabilizer</i>	26,11	45,43	2,00	6,75	4,8
MWD	30,18	75,62	5,11	6,75	7,3
1 x 6 3/6" NMDC (Totco Ring Inside)	30,00	105,62	3,25	6,75	10,1
9x5" HWDP	278,04	383,66	3,00	5,00	38,1
6 ½" Hydromechanical Jar	32,28	415,94	2,75	6,50	41,1
11x5" HWDP	339,61	755,55	3,00	5,00	44,3

5" 19.50 DPS, S135	31,00	786,55	4,28	4,39	45,0
--------------------	-------	--------	------	------	------

Untuk program *bit* pada sumur X ditampilkan pada Tabel 6.

Tabel 6 Data *Bit* Sumur X
(Sumber: CNOOC SES Ltd, 2014)

<i>Size</i>	<i>Type</i>
16"	Rock Bit
12-1/4"	PDC
8-1/2"	PDC

Untuk program desain lumpur pada sumur X ditampilkan pada Tabel 7.

Tabel 7 Desain Lumpur Sumur
(Sumber: CNOOC SES Ltd, 2014)

Parameter	16"	12-1/4"	8-1/2"
<i>Type</i>	<i>Water Base Mud</i>	<i>Oil Base Mud</i>	<i>Oil Base Mud</i>
<i>Density</i>	9,2	10,2	10,8
PV (cP)	12	25	25
YP (lbf/100 ft ²)	20	32	20

Evaluasi Penyebab *Bottom Hole Assembly* (BHA) Lepas

Permasalahan yang terjadi pada sumur ini adalah terlepasnya rangkaian *Bottom Hole Assembly* (BHA) pada koneksi HWDP 5" yang menyebabkan tertinggalnya sebagian rangkaian tersebut di dalam lubang sumur. Rangkaian yang tertinggal di dalam lubang sumur X sepanjang 624,23 feet dengan rangkaian PDC Bit 12 1/4" - PD 900 X6 AA 12 1/4" *Stabilized CC - Short Hop* - ARC-8 – MWD - 8 1/4" NMDC - *Cross Over* - 5" HWDP. Rangkaian BHA terlepas pada kedalaman 3.333,8' MD terjadi setelah proses pembebasan rangkaian pipa pemboran karena adanya *pack off*. *Pack off* terjadi karena perbedaan tekanan antara lumpur pemboran dan formasi dimana tekanan pada lumpur pemboran lebih kecil dari pada tekanan formasi sehingga dinding formasi gugur yang menyebabkan kemampuan pipa pemboran untuk bergerak menjadi terbatas. Terjadinya *pack off* diindikasikan dengan beberapa kejadian yang diantaranya adalah:

1. Tidak adanya *mud return* pada saat dilakukannya sirkulasi
2. Tekanan pompa tidak turun walaupun pompaan telah dihentikan

Hal ini disebabkan karena adanya *abnormal pressure* pada kedalaman 2.546 ft TVD. Rata-rata gradien tekanan pada lapangan ini sebesar 0,4 psi/ft, sementara pada kedalaman 2546 ft TVD diketahui sebesar 1.527 psi atau setara dengan EMW sebesar 11,5 ppg. Berdasarkan data *density* lumpur yang digunakan pada trayek ini hanya sebesar 10,2 ppg. Hal ini lah yang menyebabkan formasi gugur dan menyebabkan *cutting* terendap karena tekanan lumpur lebih kecil daripada tekanan formasi.

Untuk mengatasi hal tersebut dilakukan *ream up* dan *ream down* pada kedalaman 3.355' – 3240' sebesar 60 RPM agar mendapatkan sirkulasi, namun hal tersebut tidak berhasil. *Ream up* dan *ream down*

dilanjutkan pada kedalaman 3.240' – 3.320' sebesar 66-60 RPM dengan kecepatan torsi sebesar 18-30 Kft.lbs namun tetap belum ada sirkulasi. *Cutting bed* diduga terakumulasi pada lubang sumur meskipun proses pengeboran dilakukan dengan *drilling* parameter yang sesuai. Ketika melakukan *ream down* ke 3.330', torsi turun dari 23 Kft.lbs menjadi 3-6 Kft.lbs. Setelah itu dilakukan *ream up* untuk memastikan pembacaan torsi, namun torsi hanya sebesar 3-7 kft.lbs. Hal tersebut mengindikasikan kemungkinan *drill string* terlepas. Setelah itu dilakukan *backream* sebesar 500 psi yang akhirnya mulai mendapatkan *return* serta tekanan pompa mulai turun. Setelah itu dilakukan *work up & down drill string* dan mendapatkan *full return* pada 1.080 GPM dan tekanan sebesar 1.980 PSI. Setelah mendapatkan *full return* dilakukan pemeriksaan berat *rotating hook* dimana didapatkan bahwa berat mengalami penurunan kira-kira sebesar 7 klbs.

Penurunan torsi dari 23 kft.lbs menjadi 3-6 kft.lbs merupakan bukti bahwa BHA terlepas dari rangkaiannya. Torsi yang berlebihan menjadi penyebab dari lepasnya BHA, hal tersebut dapat dilihat pada HWDP yang diangkat ke permukaan dimana terjadi kerusakan ulir pada HWDP dimana terdapat *galling* pada ulir tersebut. HWDP yang terdapat kerusakan pada ulirnya tersebut menyebabkan sambungan di bawah HWDP dapat terlepas sehingga sebagian peralatan tersebut tertinggal di dalam lubang pemboran pada sumur ini. Sebagian rangkaian BHA yang tertinggal di dalam lubang sumur tersebut disebut *fish*. Kerusakan ulir yang terjadi di HWDP dapat dilihat pada Gambar 2



Gambar 2 Kerusakan Ulir pada HWDP

Pada Gambar 2 terlihat adanya kerusakan di bagian tengah ulir berupa *galling* yang disebabkan oleh torsi yang berlebihan pada koneksi *pin* sehingga menyebabkan bagian *box* terlepas sehingga sebagian rangkaian alat di bawah HWDP 5" tertinggal di dalam lubang sumur. Menurut *Inspection Report* (HWDP) tersebut sebelumnya memiliki kondisi yang baik. Kerusakan yang terjadi pada bagian ulir disebabkan oleh *reactive torque* yang terjadi pada rangkaian BHA 12 1/4" berhenti berotasi. Hal ini diakibatkan oleh kondisi buruk (*pack off*) pada lubang sumur. Pada saat komponen yang memiliki diameter luar (OD) lebih besar berhenti berotasi, akan berakibat terakumulasinya torsi pada BHA. Pada

Hal tersebut menyebabkan terjadinya torsi yang mampu merusak ulir pada HWDP sehingga BHA terlepas dari koneksinya.

Berikut dilakukan perhitungan *reactive torque* untuk melihat besarnya nilai torsi yang mengakibatkan terlepasnya rangkaian BHA tersebut.

data :

- | | |
|---|--|
| a) <i>Density of Steel</i> | : 7.800 kg/m ³ = 0,3 lb/inch ³ |
| b) <i>Shear Acoustic Velocity in Steel (as)</i> | : 10.000 ft/sec |
| c) <i>Outside Diameter</i> | : 9,14" (RSS PD900) |
| d) <i>Inside Diameter</i> | : 5,125" (RSS PD900) |

Yield Strength Torsional Minimum Kondisi Tension (Q)

1. Polar Moment of Inertia (J)

$$J = \frac{\pi \left[\left(\frac{1}{2} OD \right)^4 - \left(\frac{1}{2} ID \right)^4 \right]}{2}$$

$$J = \frac{\pi \left[\left(\frac{1}{2} (9,14 \text{ inch}) \right)^4 - \left(\frac{1}{2} (5,125 \text{ inch}) \right)^4 \right]}{2}$$

$$= 617 \text{ inch}^4$$

2. Torsional Impedance (Zt)

$$\begin{aligned} \text{Torsional Impedance (Zt)} &= \text{Polar Moment of Inertia (J)} \times \text{Density}(\rho) \times \\ &\quad \text{Shear Acoustic Velocity (as)} \\ &= \frac{617 \text{ inch}^4 \times 0,3 \text{ lb/inch}^3 \times 10.000 \text{ ft/sec}}{32,144} \\ &= 57.584 \text{ in. lb/rad} \cdot \text{sec}^{-1} \\ &= 502 \text{ ft. lb/rpm} \end{aligned}$$

3. Change Angular Velocity ($\Delta\omega$)

$$\begin{aligned} \text{Change Angular Velocity}(\Delta\omega) &= 2 \times \text{SRPM} \\ &= 2 \times 60 = 120 \text{ RPM} \end{aligned}$$

4. Yield Strength Torsional Minimum Kondisi Tension (Q)

$$\begin{aligned} Q &= \text{Torsional Impedance (Zt)} \times \text{Change in Angular Velocity}(\Delta\omega) \\ &= 502 \text{ ft. lb/rpm} \times 120 \text{ RPM} \\ &= 60.240 \text{ ft. lb} \end{aligned}$$

Nilai *reactive torque* yang didapat pada perhitungan di atas adalah sebesar 60.240 ft.lb. Besarnya nilai *reactive torque* tersebut mengakibatkan terlepasnya sambungan antar rangkaian BHA, sehingga terjadi kerusakan di bagian ulir rangkaian tersebut. Batas *make up torque* tiap alat pemboran bergantung pada jenis ulir yang berada di bagian *box* dan *pin* tiap alat. Untuk data jenis ulir pada rangkaian pemboran 12 1/4" dapat dilihat pada Tabel 8.

Tabel 8 Tipe Ulir Rangkaian BHA 12 ¼”
(Sumber: CNOOC SES Ltd, 2014)

Desc.	Bot Type Top Type	Bot Gender Top Gender	Make-up. Torque (ft.lb)
12-1/4" PDC Bit	6 5/8 Regular	Pin	67.000
PD 900 X6 AA 12 1/4"	6 5/8 Regular	Box	67.000
Stabilized CC	6 5/8 Regular	Box	67.000
Short Hop	6 5/8 Regular	Pin	67.000
	6 5/8 Regular	Box	67.000
ARC-8	6 5/8 Regular	Pin	67.000
	6 5/8 Regular	Box	67.000
MWD	6 5/8 Regular	Pin	67.000
	6 5/8 Regular	Box	67.000
8 1/4" NMDC	6 5/8 Regular	Pin	67.000
	6 5/8 Regular	Box	67.000
Cross Over	6 5/8 Regular	Pin	67.000
	NC50 (4 1/2 IF)	Box	22.800
5" HWDP (17 joints)	NC50 (4 1/2 IF)	Pin	22.800
	NC50 (4 1/2 IF)	Box	22.800
6 1/2" Hydro	NC50 (4 1/2 IF)	Pin	22.800
Mechanical Jar	NC50 (4 1/2 IF)	Box	22.800
5" HWDP (3 joints)	NC50 (4 1/2 IF)	Pin	22.800
	NC50 (4 1/2 IF)	Box	22.800
5" 19.50 DPS, S135	NC50 (4 1/2 IF)	Pin	22.800
	NC50 (4 1/2 IF)	Box	22.800

Pada kasus ini bagian BHA yang terlepas adalah HWDP 5". Jenis ulir dari alat tersebut adalah NC50 (4 ½ IF) dimana untuk ulir tersebut memiliki *make up torque* sebesar 22.800 ft.lb, sehingga dapat dilihat bahwa nilai *reactive torque* yang didapat pada perhitungan sebesar dua kali lebih nilai *make up torque* dari HWDP. Hal tersebut menyebabkan koneksi antara *pin* dan *box* terlepas.

Penangan Masalah Bottom Hole Assembly Lepas

Pada kasus ini terjadinya rangkaian BHA lepas setelah melakukan operasi pencabutan pipa pada saat terjadinya *pack off* dimana sebagian dari BHA tertinggal di dalam lubang sumur, hal ini disebabkan karena *reactive torque*.

Hal yang dapat dilakukan dalam mengatasi masalah pada terjadi pada BHA. Masalah rangkaian BHA lepas dapat ditangani dengan menggunakan metode operasi *fishing* dan *sidetrack* sebagai salah satu cara apabila operasi *fishing* gagal dilakukan.

Fishing Job

Operasi untuk mengangkat atau mengambil barang-barang dari dalam sumur pemboran kepermukaan ini di sebut dengan “*Fishing Jobs/Operation*” atau operasi pemancingan.

Pada permasalahan rangkaian pipa bor lepas dapat ditangani dengan menggunakan *fishing tools*. *Fishing tools* digunakan untuk mengambil rangkain peralatan pemboran yang tertinggal di dalam sumur. Pada kasus rangkaian BHA lepas di lapangan X ini *fishing tools* yang digunakan adalah *overshoot*. Alasan menggunakan *overshoot* pada kasus ini adalah penggunaan yang efisien serta kemampuan dari alat ini untuk mengatasi masalah *fishing*. Pada saat melakukan aktivitas *fishing* dicari nilai keekonomisan dengan cara sebagai berikut:

$$\text{Keekonomisan Fishing Job} = \frac{\text{lost last hole cost} + \text{lost in hole cost}}{\text{daily cost}} \times \text{success ratio}$$

Data yang diketahui adalah sebagai berikut:

<i>Lost in hole cost</i>	:	US\$ 2.400.000,00
<i>Lost last hole cost</i>	:	US\$ 1.906.834,65
<i>Daily cost</i>	:	US\$ 280.000,00
<i>Success ratio</i>	:	20%

Sehingga didapat nilai untuk ekonomis *fishing* sebagai berikut:

$$\begin{aligned} \text{Keekonomian fishing job} &= \frac{(\text{US\$ 1.906.834,65} + \text{US\$ 2.400.000})}{\text{US\$ 280.000/hari}} \times 20\% \\ &= 3,1 \text{ hari} \end{aligned}$$

Nilai ekonomis dari *fishing job* tersebut adalah 3,1 hari sehingga untuk kegiatan *fishing job* yang dilakukan pada sumur X tidak boleh melebihi dari 3,1 hari agar tidak terjadi kerugian secara ekonomi yang lebih besar lagi dari masalah yang terjadi pada sumur tersebut.

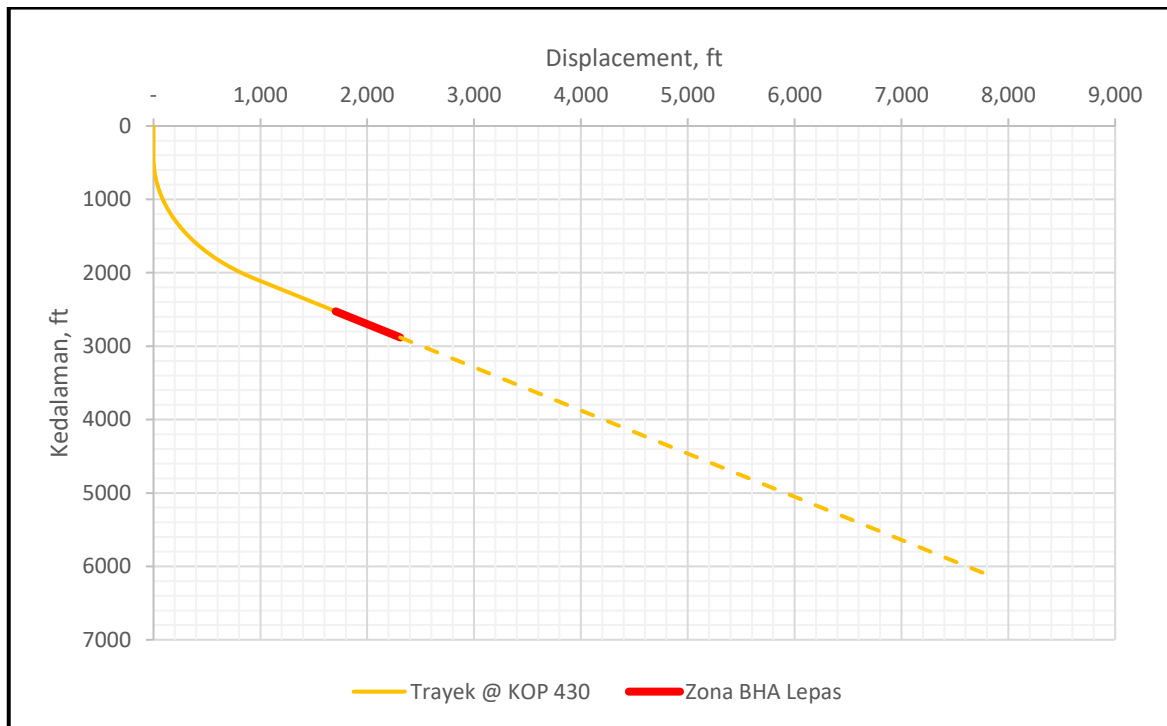
Sidetrack

Sidetracking merupakan operasi penindaklanjutan yang dilakukan karena *fishing job* tidak berhasil. Metode ini dilakukan untuk menghindari *fish* yang tertinggal di dalam lubang sumur dengan melakukan pembelokan lintasan sumur.

Pada kasus ini *sidetracking* dapat dijadikan sebagai metode untuk menindak lanjuti masalah rangkain *Bottom Hole Assembly* lepas apabila kegiatan *fishing* tidak ekonomis. Kegiatan *fishing* dikatakan tidak ekonomis apabila waktu kegiatan *fishing* melebihi nilai dari perhitungan keekonomian *fishing job*. Untuk mencegah terjadinya kerugian ekonomi yang lebih besar lagi maka dipilihlah operasi *sidetrack* untuk mengatasi masalah tersebut, dimana lubang yang terdapat rangkaian BHA yang terputus ditutup, kemudian dilakukan pembelokan lintasan untuk menghindari rangkaian BHA yang tertinggal tersebut agar dapat melanjutkan operasi pemboran menuju formasi target sumur X .

Desain Sidetrack Sumur X

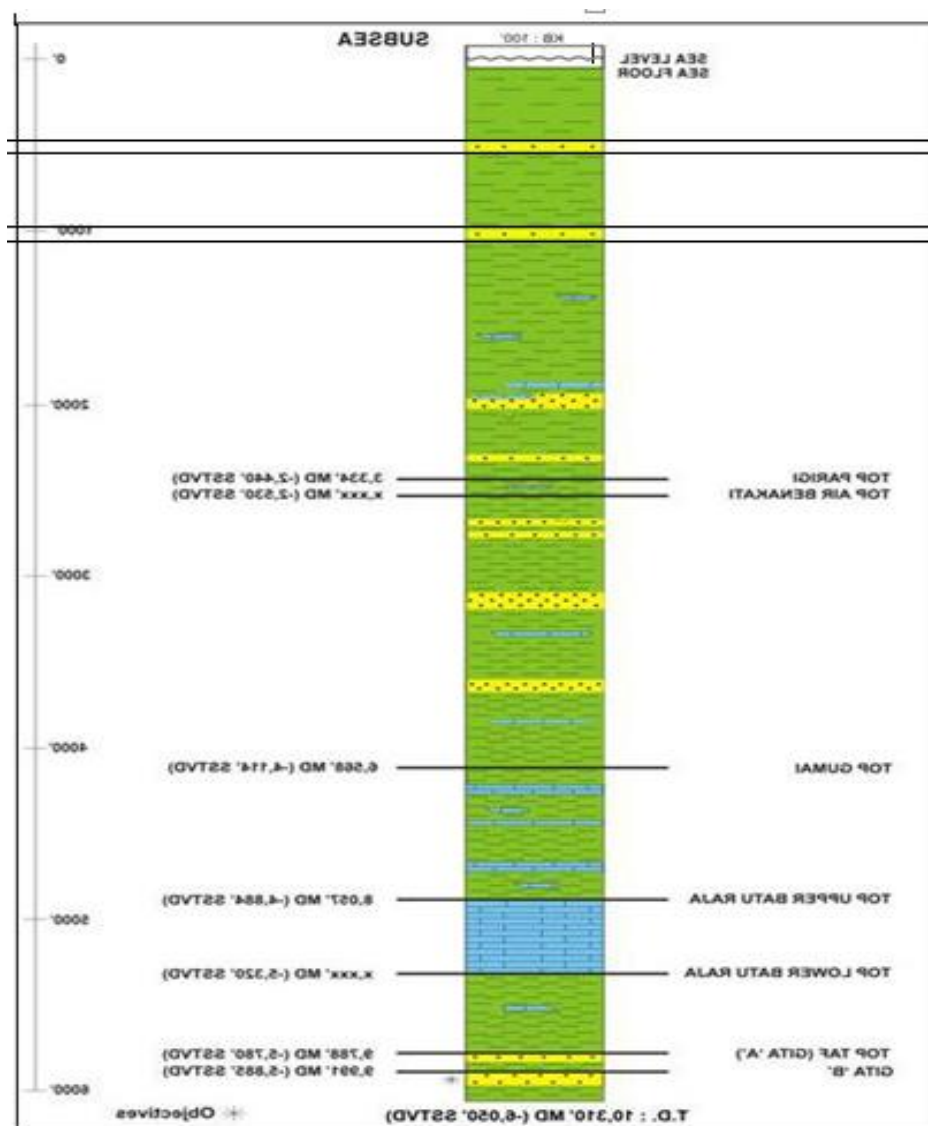
Untuk menghindari zona terlepasnya BHA, salah satu cara yang dapat dilakukan adalah dengan mengubah titik *Kick Off Point* (KOP). Hal ini dilakukan untuk mengubah trayek pemboran agar tidak menembus zona terlepasnya BHA lagi. Berikut merupakan grafik trayek pemboran berarah dan kedalaman saat terlepasnya BHA, seperti terlihat pada grafik 3.3.



Gambar 3 Trayek Pemboran Berarah dan Kedalaman dengan KOP 430 ft

Dari Gambar 3.3 dapat dilihat bahwa garis tebal yang berwarna merah merupakan zona terlepasnya BHA dan garis kuning merupakan trayek pemboran dengan titik KOP 430 ft yang telah didesain sebelumnya sedangkan garis kuning putus-putus merupakan trayek pemboran yang terhenti karena masalah lepasnya BHA.

Dalam penentuan titik belok (KOP) yang baru, didasari oleh kekerasan lapisan di formasi yang akan ditembus. Berdasarkan gambaran reservoir *prognosis* (Gambar 4.3) dapat diketahui bahwa lapisan yang akan ditembus pada lapangan ini didominasi oleh batuan shale dan pasir. Pemilihan titik KOP harus berada pada lapisan yang tidak terlalu keras dan tidak terlalu lunak.. Hal ini bisa dilakukan pada lapisan batu pasir (*sandstone*) untuk menjadi pondasi ketika pembelokan trayek pemboran dilakukan.



Gambar 4 Prognosis Sumur X (3)
(Sumber: CNOOC SES Ltd, 2014)

Pada gambar prognosis diatas, dapat dilihat bahwa kemungkinan penentuan titik KOP yang ideal terletak pada zona dengan warna kuning, karena pada zona warna kuning merupakan lapisan batuan pasir. Dari gambar tersebut dapat dilihat bahwa zona batuan pasir terdapat pada kedalaman 412 ft – 559 ft dan 971 ft – 1.059 ft. Untuk pemilihan titik KOP, maka akan dipilih zona pada kedalaman antara 412 ft – 559 ft. Hal ini dilakukan atas dasar pertimbangan kelandaian lintasan yang akan dibentuk. Apabila titik KOP semakin dalam, maka pembentukan sudut kemiringan pemboran akan sulit untuk dilakukan, karena lintasan akan semakin landai. Oleh karena itu, pemilihan zona untuk titik KOP yang baru diambil dari zona yang paling dangkal, yaitu zona 412 ft – 559 ft.

Sebelumnya telah diketahui titik KOP awal berada pada kedalaman 430 ft TVD. Untuk penentuan titik KOP yang baru, dilakukan dengan cara mengambil nilai tengah dari *interval zona sandstone*, yaitu pada kedalaman 485 ft.

Untuk memperhitungkan desain trayek pemboran pada titik KOP 485 ft ini, digunakan *Directional Drilling Software* untuk menghasilkan hasil yang baik. Perhitungan hasil untuk trayek pemboran dengan titik belok (KOP) 485 ft, diperlukan data-data, seperti:

- a) Kedalaman vertikal total (TVD) : 6150 ft
- b) Laju kenaikan sudut (BUR) : 3°/ 100 ft
- c) Kedalaman titik belok (KOP) : 430 ft dan 485 ft
- d) *Horizontal Displacement* : 7.868 ft

Untuk menghindari *pack off* kembali terjadi akibat adanya tekanan *abnormal*, maka perlu dihitung kembali nilai densitas dari lumpur yang akan digunakan agar dapat menahan dinding lubang bor tidak runtuh kembali. Perhitungan densitas lumpur dapat dengan cara berikut:

Diketahui:

- a) Depth : 2.546 ft
- b) Tekanan formasi : 1.527 psi

$$\begin{aligned}
 P. \text{ formasi} &= 0,052 \times EMW \times Depth \\
 1.527 \text{ psi} &= 0,052 \times EMW \times 2.546 \text{ ft} \\
 EMW &= \frac{1.527 \text{ psi}}{0,052 \times 2.546 \text{ ft}} \\
 &= 11,5 \text{ ppg}
 \end{aligned}$$

Jadi, untuk menahan agar dinding lubang bor tidak runtuh kembali, densitas lumpur yang akan digunakan harus dinaikkan dari yang sebelumnya hanya 10,2 ppg menjadi 11,5 ppg.

KESIMPULAN

Berdasarkan hasil evaluasi dan pembahasan yang dilakukan, dapat diambil kesimpulan seperti berikut:

1. Rangkaian BHA terlepas pada kedalaman 3.333,8 ft MD terjadi setelah proses pembebasan rangkaian pipa pemboran karena adanya *packoff* pada kedalaman 3360 ft MD yang ditandai dengan tidak adanya *return* pada saat dilakukan *circulation* serta tekanan pompa naik secara tiba-tiba. *Packoff* menyebabkan formasi gugur dan cutting terakumulasi di lubang sumur. Terakumulasinya cutting menjadi penyebab adanya torsi yang berlebihan sehingga rangkaian BHA terlepas.
2. Hasil perhitungan dari nilai torsi adalah nilai *reactive torque* dua kali lebih besar daripada nilai *make up torque*. Nilai *make up torque* HWDP 5" adalah sebesar 22.800 ft.lb, sementara *reactive torque* sebesar 60.240 ft.lb sehingga ulir terjadi kerusakan ulir pada HWDP 5".
3. Masalah rangkaian BHA lepas dapat ditangani dengan menggunakan metode operasi *fishing*. Waktu ekonomis *fishing* yang didapat sebesar 3,1 hari, sehingga apabila lama kegiatan *fishing* yang dilakukan pada sumur X lebih besar dari 3,1 hari, maka dapat dikatakan kegiatan *fishing* tidak ekonomis. Apabila *fishing job* tidak berhasil, maka dapat dilakukan operasi penindak lanjutan untuk menghindari *fish* yang tertinggal di dalam lubang sumur dengan melakukan pembelokan lintasan

sumur pada titik KOP yang baru dan menaikkan densitas lumpur, yakni pada kedalaman 485 ft dengan densitas lumpur sebesar 11,5 ppg.

DAFTAR PUSTAKA

- Bai, Jiazhi. 1982, *Bottom Hole Assembly Problems Solved by Beam Column Theory*, International Petroleum Exhibition and Technical Symposium, Beijing.
- Baryshnikov, A., Calderoni, A., Ligrone, A., & Ferrara, P. (1997, June 1). *A New Approach to the Analysis of Drillstring Fatigue Behaviour*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/30524-PA.
- Buntoro, Aris. 2012, *Drilling and Production Engineering For Support Personels*, Indocita, Bali.
- Daily Drilling Report*. 2014, CNOOC SES Ltd, Jakarta.
- Dudman, R. L. (1994, August 1). *Elimination of Drillstring Failures*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/28220-PA.
- End of Well Report. 2014, CNOOC SES Ltd, Jakarta.
- Kesuma, Femandi. 2015, *Pengaruh Kick Off Point Terhadap Perencanaan Lintasan Pemboran Berarah pada Sumur W, X, Y, Z*, Seminar Nasional Cendekiawan, Trisakti, Jakarta.
- Reid, D., & Rabia, H. (1995, January 1). *Analysis of Drillstring Failures*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/29351-MS.
- Rokhman, Widi. 2013, *Evaluasi Problem Pipa Terjepit Pada Pemboran Horizontal Sumur Sidetrack Yani AC-09 di Lapangan Yani-A CNOOC SES Ltd*, Universitas Pembangunan Nasional "Veteran", Yogyakarta.
- Schuh, Frank J. 1989, *Horizontal Project Planning and Well Design*, SPE Centennial Symposium, New Mexico.
- Sweet, R. G. (1989, January 1). *Case History of Drillstem Failures Offshore West Africa*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/18653-MS.
- Sweet, R. G. (1992, March 1). *Case History of Drillstem Failures Offshore West Africa*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/18653-PA.
- Yigit, A. S., Al-Ansary, M. D., & Khalid, M. (1997, January 1). *Mode Localization May Explain Some of BHA Failures*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/39267-MS.